

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.Н.Сокольников

« 14 » июня 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 «Эксплуатация транспортно – технологических машин и комплексов»

«Прокладка надземного трубопровода без использования малоградусных отво-
дов»

Руководитель 13.06.17  к.т.н., доцент

О.Н. Петров

Выпускник

15.05.17 

М.К. Попов

Красноярск 2017

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Прокладка надземного трубопровода без использования малоградусных отводов»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

23.05.17



И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

02.06.17



Д.А. Едимичев

Нормоконтролер

13.06.17



О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа студента М.К. Попова на тему «Прокладка надземного трубопровода без использования малоградусных отводов» состоит из 63 страниц расчетно-пояснительной записки, 25 использованных источников, 6 листов графического материала.

Работа состоит в определении наилучшего способа прокладки надземного внутрепромыслового нефтепровода.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ, РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

Цель работы: усовершенствовать способ прокладки надземного внутрепромыслового трубопровода.

Технологическая часть дипломного проекта содержит основные технические решения по прокладке и технологические параметры нефтегазопроводов, газопроводов и нефтепроводов и их конструктивная характеристика.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» приведен анализ вредных и опасных факторов, действующих на трубопроводчика линейного, а также указаны методы и средства защиты трубопроводчика от производственных опасностей.

В экономической части рассмотрены экономические проблемы транспорта нефти по межпромысловому нефтепроводу. На основе рассчитанных технологических показателей транспорта нефти определены объемы капитальных вложений и эксплуатационных затрат, приведены расчеты экономической эффективности инвестиций.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Введение..... | 6 |
| 1 Общая характеристика района строительства | 8 |
| 1.1 Климатическая характеристика района | 8 |
| 1.2 Рельеф..... | 9 |
| 1.3 Растительность | 10 |
| 1.4 Инженерно-геологические условия | 10 |
| 1.5 Гидрогеологические условия..... | 12 |
| 2 Технологическая часть | 14 |
| 2.1 Основные технические решения по прокладке и технологические параметры нефтегазопроводов, газопроводов и нефтепроводов | 14 |
| 2.2 Конструктивная характеристика нефтегазопроводов | 15 |
| 2.2.1 Категории участков..... | 15 |
| 2.2.2 Выбор труб и изоляции | 16 |
| 2.2.3 Прокладка трубопроводов | 18 |
| 2.2.4 Опоры под промысловые трубопроводы..... | 21 |
| 2.2.5 Надземные переходы П1, П2 | 21 |
| 3 Монтаж и сварка технологических и промысловых трубопроводов | 21 |
| 4 Фасонные детали трубопровода | 27 |
| 4.1 Тройники | 27 |
| 4.2 Переходы..... | 28 |
| 4.3 Отводы..... | 29 |
| 5 Расчетная часть..... | 32 |
| 5.1 Влияние малоградусных отводов на надежность трубопровода | 32 |
| 5.2 Расчет давления на сварной шов | 36 |
| 6 Безопасность жизнедеятельности..... | 38 |
| 6.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов..... | 38 |
| 6.2 Инженерные решения по обеспечению безопасности работ | 39 |

| | |
|---|----|
| 6.3 Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования..... | 40 |
| 6.4 Обеспечение безопасности технологического процесса | 41 |
| 6.4.1 Искусственное освещение..... | 41 |
| 6.4.2 Расчет искусственного освещения | 41 |
| 6.5 Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности | 44 |
| 6.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях | 45 |
| 6.7 Экологичность проекта | 45 |
| 7 Экономическая часть | 47 |
| 7.1 Расчет затрат на производство сварочно-монтажных работ на участке трубопровода с применением малоградусных отводов | 47 |
| 7.2 Расчет затрат на производство сварочно-монтажных работ на участке трубопровода без использования малоградусных отводов | 53 |
| Заключение | 61 |
| Список использованных источников | 62 |

ВВЕДЕНИЕ

Трубопроводный транспорт является важнейшей составляющей топливно-энергетического комплекса России. В стране создана разветвленная сеть магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и газопроводов, которые проходят по территории большинства субъектов Российской Федерации.

Трубопроводный транспорт нефти имеет ряд преимуществ: возможность повсеместной укладки трубопровода, низкая себестоимость транспортировки, сохранность качества благодаря полной герметизации трубы, меньшая материало-капиталоёмкость, полная автоматизация операций по наливу, перекачки, транспортировки и сливу, малочисленность обслуживающего персонала, непрерывность процесса перекачки, отсутствие отрицательного воздействия на окружающую среду.

Главной особенностью строительства трубопроводов является разнообразие природно-климатических и гидрологических характеристик местности вдоль трассы, что требует конструктивных и технологических решений при прокладке линейной части трубопроводов.

Основной составляющей промышленного трубопровода является линейная часть – непрерывная нить, сваренная из отдельных труб или секций.

Линейная часть трубопроводов прокладывается в разнообразных топографических, геологических, гидрогеологических и климатических условиях. Вдоль трассы промышленного трубопровода встречаются участки с различной несущей способностью грунтов (болота, скальные грунты, многолетнемерзлые грунты и т.д.).

В данном районе трубопровод подвергается интенсивному воздействию перепадов температур, в результате чего испытывает линейные расширения и как следствие знакопеременные нагрузки в околошовной зоне и сварочном шве, а в теле трубы происходят различные физические процессы.

В данной работе поставлена цель рассмотреть метод прокладки трубопровода без использования малоградусных отводов, а также анализ экономической эффективности данного технологического решения.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- изучить процессы, происходящие в отводе трубопровода;
- рассмотреть поведение трубопровода на участке с малоградусными отводами;
- определить технологическую и экономическую эффективность данного метода.

Настоящий дипломный проект рассматривает проблемы проектирования межпромыслового нефтепровода в условиях Крайнего севера – многолетне-мерзлых грунтов.

В технологической части работы описаны основные технологические решения по прокладке надземных внутрипромысловых трубопроводов, их конструктивные особенности и выбор технологических элементов конструкции.

В расчетной части проекта производится сравнение двух способов прокладки трубопровода и обоснование негативного влияния малоградусных отводов на надежность трубопровода, как технологической системы, произведены расчеты линейных расширений и давления на сварной шов.

В разделе «Безопасность и экологичность проекта» приведен анализ вредных и опасных факторов, действующих на трубопроводчика линейного, а также указаны методы и средства защиты трубопроводчика от производственных опасностей.

В экономическом разделе произведен сравнительный расчет сварочно-монтажных работ для способа прокладки трубопровода с использованием малоградусных отводов и методом упругого изгиба.

1 Общая характеристика района строительства

Месторождение находится в Юго-Западной части Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа и в Северо-Западной части Красноярского края, в районе впадения р. Лодочная в р. Бол. Хета (левый приток р. Енисей), в области распространения материковых оледенений, в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород, что определяет ее основные физико-географические особенности.

Месторождение расположено на территории Туруханского района Красноярского края.

1.1 Климатическая характеристика района

Климат района арктический, резко континентальный, с холодной продолжительной зимой (8 месяцев). В соответствии со СНиП 23-01 – 99* «Строительная климатология» район относится к северной строительно-климатической зоне, к климатическому подрайону 1А:

- средняя температура наиболее холодной пятидневки – минус 49 °С;
- средняя температура наиболее холодных суток – минус 53 °С.

В течение 5-ти зимних месяцев (ноябрь – март) средняя месячная температура держится ниже минус 20 °С. Весной температуры воздуха переходят через 0°С в конце мая, через плюс 5 °С – в первой декаде июня; осенью – через 0 °С – в начале октября, через минус 5 °С – в середине октября. Наименьшее месячное количество осадков приходится на февраль – 20 мм, наибольшее на сентябрь – 70 мм. Суточный максимум осадков 1 % обеспеченности равен 55 мм. В отдельные годы месячное количество осадков в зависимости от условий атмосферной циркуляции может значительно отклоняться от многолетнего значения. Наибольшая суммарная продолжительность осадков наблюдается в холодное время года (385 часов в январе), наименьшая – в теплое время (66 часов в июле). Среднее количество осадков составляет 522 мм в год, в том числе в виде

дождя – 235 мм, в виде снега – 224 мм, смешанных – 62 мм. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября и разрушается в конце мая. На возвышенных местах высота снежного покрова составляет несколько сантиметров, в оврагах – до нескольких метров, где могут наблюдаться несквозные талики мощностью до нескольких метров. Средняя скорость ветра составляет 4 м/с, максимальная 22 – 25 м/с. Объем снеготранспорта за зиму составляет 600 м³/м.

Из неблагоприятных явлений погоды туманы наблюдаются 74 дня в году, чаще всего в июне и в сентябре; метели – 133 дня в году, до 27 – 30 дней в месяц. Полярная ночь длится 45 суток, полярный день – 68 суток. Период сумеречных и белых ночей продолжается 3,5 месяца. По характеру растительности район относится к зоне лесотундры: растительность представлена чахлыми лиственницами, елью пихтой, березой, кустарниками; на сухих участках встречается сосна, в долинах рек и ручьев – ольха, береза, ива, кустарники [1].

1.2 Рельеф

По природному районированию территория трассы нефтепровода относится к заболоченным Северо-Восточной и северной частям Западно-Сибирской низменности.

В Северо-Восточной части изучаемой территории трассы господствует озерно-холмистая лесотундровая равнина, представляющая собой заболоченную местность, поверхность которой испещрена множеством озерков. Местами здесь встречаются гряды и холмы высотой до 100 м. Вся эта территория подвергалась зырянскому оледенению, следы которого хорошо сохранились в общем характере водноледниковых аккумулятивных форм рельефа.

Наиболее возвышенные и лучше дренируемые участки местности заняты участками редкостойных лесов (угнетенная лиственница сибирская, ель, береза). Широкие пойменные террасы заняты густыми зарослями кустарников высотой 1 – 1,5 м (иногда до 2,0 м), состоящими из ольхи, карликовой березки,

некоторых видов полярных ив, багульника, брусники. Пониженные элементы рельефа заняты мочажинами, гипно-осоковыми и пушицевыми болотами [1].

1.3 Растительность

По характеру растительности район относится к зоне тундры и лесотундры. Растительность представлена угнетенными лиственницами, елью, пихтами, березами, кустарниками и кустарничком. На плоских водоразделах – заболоченная тайга; на возвышенных сухих участках встречается сосна, в долинах рек и ручьев – кедр, ольха, береза, ива и разнообразный кустарник. Травянистая растительность представлена мхами и лишайниками.

На большей части территории трассы господствуют редкостойные сосновые или елово-лиственничные леса (с примесью березы), сопровождаемые моховыми и мохово-лишайниковыми болотами с участками густых зарослей из ерника по вогнутым склонам. Плоские слабодренированные равнины и понижения заняты обширными мерзлыми болотами со сфагновым покровом и шейхцерией в понижениях.

1.4 Инженерно-геологические условия

Территория месторождения расположена в северо-восточной части Западносибирской равнины на границе со Среднесибирским плоскогорьем, на левобережье р. Енисей. Положение территории в северных широтах, в области распространения материковых оледенений и в зоне вечной мерзлоты определяет основные ее черты в строении рельефа. Территория строительства проектируемых объектов находится в зоне распространения мерзлых многолетних пород, поверхностный покров формируется под действием морозного выветривания и мерзлотных деформаций в расположенном над многолетней мерзлотой активном слое сезонного протаивания. Характерными положительными формами микрорельефа на описываемой территории являются бугры пучения, от-

рицательными – мочажины. Мочажины – это пониженные и переувлажненные участки болотного массива. Они имеют различные размеры и разнообразную форму (от округлой и вытянутой до неправильной). Часто они соединены между собой узкими ложбинами стока и служат для обеспечения стока воды с поверхности водораздела в реки и балки. В геоморфологическом отношении данное месторождение расположено в пределах водно-ледниковой задровой равнины, осложненной современными эрозионными формами рельефа: долинами рек и ручьев. Площадка месторождения находится в основном на левобережье реки Большая Хета (0,7...1,3 км от нее), на относительно ровной высокой террасе, осложненной верховьями балочных понижений. Рельеф площадки в целом ровный, с небольшим уклоном в северо-западном и северном направлениях. Абсолютные отметки поверхности изменяются от 55 до 64,5 м. Поверхность центральной части площадки слабо заболочена, покрыта преимущественно кустарниковой растительностью и редкой лиственницей. Естественный моховый покров не нарушен. В геокриологическом отношении площадка расположена в зоне многолетней мерзлоты. На глубине изысканий (до 10 м) грунты находятся в мерзлом состоянии, включая деятельный слой (мощность 1,7... 3,1 м). Талые участки здесь развиты, в основном, под руслами рек и акваториями озер (несквозные талики). Для зоны сплошного распространения многолетнемерзлых пород характерна среднегодовая температура мерзлых пород на подошве слоя годовых колебаний, от -0,2 °C до -3,3 °C. Мощность мерзлых многолетних пород при этом, достигает 300... 400 м.

Многолетнемерзлые грунты представлены преимущественно супесями, легкими суглинками с включениями гравия, гальки и валунов, а также пылеватыми и мелкими песками и торфяниками. Криогенная текстура песков – массивная, супесей и суглинков – слоистая. На буграх пучения и вблизи озер на территории болотных массивов в отложениях встречаются прослойки льда мощностью до 20...30 см. При нарушении температурного режима многолетнемерзлых пород, из-за высокой льдистости они дают большие осадки. Имеют

место отдельные отрицательные экзогенные процессы в виде глубинной термоэрозии. Кроме того, грунты обладают различной степенью пучинистости.

Промерзание сезонно-талого слоя начинается в конце сентября – начале октября и завершается в лесотундровой и таежной зоне в декабре – январе, а в отдельные годы – в феврале. Скорости и сроки промерзания сезонно-талого слоя определяются мощностью снежного покрова. В пределах лесотундры на участках со значительным снегонакоплением (редколесья, поймы рек с высоким кустарником) глубина сезонного промерзания составляет в суглинках 0,7...1,2 м, в песках 0,9...1,5 м, на прирусловых песчаных отмелях – до 1,5...2,5 м (Геокриология СССР, 1989). Торфяники и торфяные болота промерзают в основном до глубины 0,5 – 0,9 м. Нормативная глубина промерзания глинистых грунтов – 260 см, песчаных грунтов – 310 см, для торфов – 130 см. Протаивание начинается вслед за переходом среднесуточной температуры воздуха через 0 °С и сходом снежного покрова. В северных районах трассы начало протаивания приходится на первую половину июня,

С поверхности по всей территории залегает мохорастительный слой мощностью 10...30 см. Минимальные глубины оттаивания характерны для торфов – 0,3...0,8 м. В суглинках величины сезонного оттаивания составляют 0,7...1,0 м, в песках до 2,0 м [2].

1.5 Гидрогеологические условия

Гидрографическая сеть в пределах территории месторождения весьма разветвленная и представлена реками, ручьями, старицами и озерами. Из водотоков, пересекаемых коммуникациями месторождения, наиболее значимыми являются: река Большая Хета (левобережный приток р. Енисей) общей длиной 640 км с площадью водосбора 21100 км², относящаяся к категории средних рек, и ее крупный левобережный приток – река Лодочная, с площадью водосбора 1400 км², относящаяся к категории малых рек. Пересекаемые коридорами коммуникаций месторождения реки Делингде, Дмитриева, Холдо, Ниричар явля-

ются небольшими притоками рек Большая Хета и Лодочная и относятся к категории малых рек. Кроме этих водотоков, территория месторождения покрыта густой сетью ручьев, протекающих среди холмистой тундры. Многие ручьи, незначительные по протяженности и площади водосбора, имеют сток в летний период за счет оттаивания сезонной мерзлоты. Их отличает отсутствие эрозионного вреза русла, они протекают по заболоченному кочковатому дну нешироких балок, зачастую поросших кустарником. В зимний период большинство ручьев перемерзает, весной ледоход отсутствует. Максимальные расходы половодья на данных переходах не превысят $1,0 \text{ м}^3/\text{с}$, а максимальные уровни воды – 0,5 м над дном ложбины. Ледовый покров на реках Бол. Хета и Лодочная образуется во второй половине октября, максимальная толщина льда к концу зимы составляет 1,5 м. Возможно частичное перемерзание русла на перекатах. Приток подземных вод в суровые зимы отсутствует. Осеннее – зимняя межень продолжается 240 дней. Ледоход проходит в среднем в конце мая – начале июня (за 6...8 дней), возможны заторы на крутых поворотах русла. Половодье начинается во второй половине мая и продолжается около двух месяцев. В половодье проходит 55...60 % годового стока.

Гидрогеологические условия определяются наличием водонепроницаемой мощной толщи многолетних мерзлых грунтов. Это с одной стороны исключает из водообмена значительную часть подземных вод, с другой – приводит к заболачиванию поверхности. Уровень воды зафиксирован на глубине 0,8 м. Согласно СНиП II-7 – 81* «Строительство в сейсмических районах», сейсмичность района строительства менее 6 баллов. Среди современных экзогенных геологических процессов наиболее распространены термоэрозия, сопровождаемая оттаиванием грунтов сезонноталого слоя, а также сезонное развитие процессов заболачивания.

Многолетнемерзлые породы относятся к группе специфических грунтов. В естественных условиях они обладают высокими прочностными свойствами. Их механические характеристики соизмеримы с соответствующими показателями полускальных грунтов. При сохранении мерзлоты эти грунты будут яв-

ляться надёжным основанием сооружений. Однако изменение условий залегания пород, деградация и нарушение температурного режима многолетнемёрзлых пород приводят к ухудшению их прочностных свойств. В талом состоянии грунты обладают от тугопластичной до текучей консистенции. Особенно опасны эти процессы при протаивании торфа. Из-за высокой льдистости грунты дают большие осадки (до 50...80 см/м).

К наиболее негативным свойствам грунтов относится предрасположенность связных грунтов к проявлению тиксотропии, которое провоцируется динамическим воздействием на грунты (проезд транспорта, особенно гусеничного, работа вибрационных механизмов и т.п.). Результатом динамических воздействий на приповерхностные грунты является заболачивание осваиваемой территории [2].

2 Технологическая часть

2.1 Основные технические решения по прокладке и технологические параметры нефтегазопроводов, газопроводов и нефтепроводов

Выбор трасс трубопроводов производился на основе анализа особенностей рельефа местности, грунтовых условий и характера естественных и искусственных препятствий, с использованием топографических материалов и материалов инженерных изысканий.

Проектируемые трубопроводы прокладываются надземно, на общих опорах с водоводами и газопроводами. Для компенсации температурных и кольцевых напряжений на трассе рассматриваемого трубопровода предусмотрены «П»-образные компенсаторы. Расстояние в свету между трубопроводами принято с учетом возможной сборки, ремонта, осмотра, нанесения изоляции, а также величины смещения трубопроводов при температурных деформациях, но не менее диаметра трубопровода с теплоизоляцией, согласно СП 34-116 – 97, пункт 6.15.

В пойменной и русловой части реки Большая Хета грунты находятся в талом состоянии, в связи с этим прокладка трубопроводов выполнена подземно. Переход в русловой части предусмотрен методом наклонно-направленного бурения. Арматура имеет класс герметичности затвора «А» по ГОСТ 9544 – 93. Трубы применяются с заводским наружным антикоррозионным и теплогидроизоляционным покрытием.

Для обеспечения проектного теплового режима в процессе эксплуатации нефтегазопроводы приняты в тепловом изоляционном покрытии с устройством скин-эффекта.

По климатическим показателям приняты трубы в северном исполнении, класса прочности K52 из стали марки 13ХФА или из стали X56 по стандарту API 5L уровня PSL 2 с содержанием хрома не менее 0,6 % .

Допустимая минимальная температура окружающей среды при хранении теплогидроизолированных труб минус 60 °С, температура транспортируемого продукта от 0 до 40 °С.

В связи с тем, что по нефтегазосборным коллекторам транспортируется парафинистая нефть, проектом принята установка узлов пуска, пуска-приема и приема очистных устройств на коллекторах [3].

2.2 Конструктивная характеристика нефтегазопроводов

2.2.1 Категории участков

Нефтегазопроводы согласно СП 34-116 – 97 в зависимости от условного диаметра относятся к I, II или III классу и II категории трубопроводов. Участки нефтегазопроводов на переходах через реки шириной зеркала воды в межень 25 м и более в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый от среднемеженного горизонта приняты I категории трубопроводов.

Таблица 1 – Категории участков нефтегазопроводов

| Категория трубопровода и его участка | Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность, m | Количество монтажных сварных соединений, подлежащих контролю физическими методами, % от общего количества | Величина давления при испытании и продолжительность испытания трубопровода |
|--------------------------------------|---|---|--|
| В | 0,60 | Принимается по СНиП III-42 – 90 | |
| I | 0,75 | | |
| II | 0,75 | | |
| III | 0,90 | | |
| IV | 0,90 | | |

2.2.2 Выбор труб и изоляции

По климатическим показателям приняты трубы в северном исполнении, класса прочности K52 и X56 уровня PSL 2 по стандарту API 5L. В таблице 1 даны механические свойства выбранных труб. Трубы соответствуют повышенной коррозионной стойкости с повышенным сроком службы с содержанием хрома не менее 0,6 %.

Соединительные детали трубопроводов (отводы, переходы, тройники) выполняются из сталей, аналогичных материалу труб, применяемых в проекте.

Таблица 2 – Техническая характеристика труб

| Класс | Марка | Эквивалент | Временное со- | Предел те- | Минимально допустимые |
|-------|-------|------------|---------------|------------|-----------------------|
|-------|-------|------------|---------------|------------|-----------------------|

| прочности | стали | по углероду | противление разрыву, Н/мм ² | кучести, Н/мм ² | значения ударной вязкости КСU-60С. Дж/см ² (кгс·м/см ²) | |
|-----------|-------|-------------|--|----------------------------|--|---------------------------------|
| | | | | | основной металл | сварные соединения |
| К 52 | 13ХФА | 0,43 | 510 | 350 | 34,3 (3,5) | 39,2 (4,0) (для всех толщин) |
| Х 56 | - | 0,43 | 490 | 386 | (толщина стенки от 6мм до 12мм включительно) 39,2 (4,0) (толщина стенки свыше 12мм до 25мм включительно) | |

Проектом предусмотрен линейный обогрев трубопроводов и в соответствии с этим трубы, отводы, тройники, переходы поставляются с заводской установкой одной или двух труб диаметром 32 мм из стали 10 для устройства «скин – эффекта». Тепло-гидроизоляция наносится на трубы после установки трубок – нагревателей.

Заводское антикоррозионное и теплогидроизоляционное покрытие труб состоит:

- первый слой – эпоксидное покрытие $\delta = 0,35$ мм;
- второй слой – пенополиуретан плотностью не менее 75 кг/м^3 $\delta = 100$ мм (для труб Ду 300 и менее -80 мм);
- третий слой – спиральновитая оболочка из оцинкованной стали $\delta = 1,1$ мм первого класса покрытия.

Для антикоррозионной изоляции сварных соединений труб применяются двухкомпонентный эпоксидный праймер ТИАЛ-П по ТУ 2293-002-58210788 – 2004, термоусаживающаяся манжета ТИАЛ-М-450 в комплекте с замковой пластиной ТИАЛ-ЗП-450. Для теплогидроизоляции – сегменты из «Пеноп-

лекса-35», термоусаживающаяся манжета ТИАЛ-М-650 с замковой пластиной ТИАЛ-3П, кожух из оцинкованной стали, адгезивная лента ТИАЛ-3П-650 для герметизации краевых зон кожуха. Покрытие наносится в трассовых условиях [4].

2.2.3 Прокладка трубопроводов

Ввиду наличия по трассе трубопроводов многолетнемерзлых грунтов, имеющих сплошное распространение, трубопроводы прокладываются надземно на опорах высотой 2 м – выше максимального уровня снегового покрова не менее чем на 0,1 м. Номинальный шаг опор 7...8 м, 15 м для больших диаметров.

Выбор трасс трубопроводов производился на основе анализа особенностей рельефа местности, грунтовых условий и характера естественных и искусственных препятствий с использованием топографических материалов, и материалов инженерных изысканий.

Проектом предусматривается коллекторная система сбора. Расстояние в свету между трубопроводами принято с учетом возможной сборки, ремонта, осмотра, нанесения изоляции, а также величины смещения трубопроводов при температурных деформациях, но не менее диаметра трубопровода с теплоизоляцией, согласно СП 34-116 – 97, пункт 6.15. Прокладка трубопроводов предусмотрена с компенсацией продольных деформаций, возникающих при изменении температуры и давления.

По расчетам в программе «Старт» длина температурного блока с «П»-образным компенсатором для каждого диаметра трубопровода приведена в таблице 3. Угол боковой грани компенсатора с осью трубопровода принят 90 °С. Отводы приняты радиусом 5Ду. Вылет компенсатора составляет 25 м по оси трубопровода (рисунок 1). В конце и в начале температурного блока устанавливаются неподвижные опоры. Все опоры должны быть заводского изготовления с термообработкой сварных швов и теплоизоляцией неподвиж-

ных опор. Основной частью неподвижной опоры является патрубок, после чего к патрубку приваривается футляр с опорной частью, которая крепится к строительной раме. Пространство между футляром и патрубком заполняется пенополиуретаном с проложенными в нем трубками для скин-эффекта. Для подвижных и свободноподвижных опор с целью облегчения, скольжения по опорной плите предусматривается прокладка из антифрикционного материала, не теряющего свои свойства при температуре минус 60 °С и имеющего коэффициент трения 0,1 [4].

Таблица 3 – Техническая характеристика температурного блока

| Наружный диаметр Дн(мм)хS (мм) | Размеры компенсатора. Вылет Нм/ полка Вм | расчетные длины участков, не менее | | расчетная длина температурного блока, в (м), | Расстояния между подвижными опорами, м | | | |
|--------------------------------------|--|---|------------|--|--|---------------|----------|---------------|
| | | | | | расчетные | | принятые | |
| | | (м), L1 | (м), L2 | | крайние | промежуточные | крайние | промежуточные |
| 114х8 | 25х30 | 110 | 110 | 250 | 5,2 | 6,5 | 5 | 6 |
| 159х8 | | 150 | 150 | 330 | 6,5 | 8,2 | 6 | 8 |
| 219х10 | | 210 | 210 | 450 | 8,4 | 10,5 | 8 | 10 |
| 273х11 | | 270 | 270 | 570 | 9,9 | 12,3 | 9 | 12 |
| 325х12 | | 320 | 320 | 670 | 11,1 | 13,9 | 11 | 13,5 |
| 377х12 | | 370 | 370 | 770 | 12,3 | 15,3 | 12 | 15 |
| 426х12 | | 420 | 420 | 870 | 13,3 | 16,7 | 13 | 16,5 |
| 530х14 | | 530 | 530 | 1090 | 15,7 | 19,6 | 15,5 | 19 |
| 720х17,5 | | 720 | 720 | 1470 | 19,7 | 24,6 | 19 | 24 |

Схема типового температурного блока

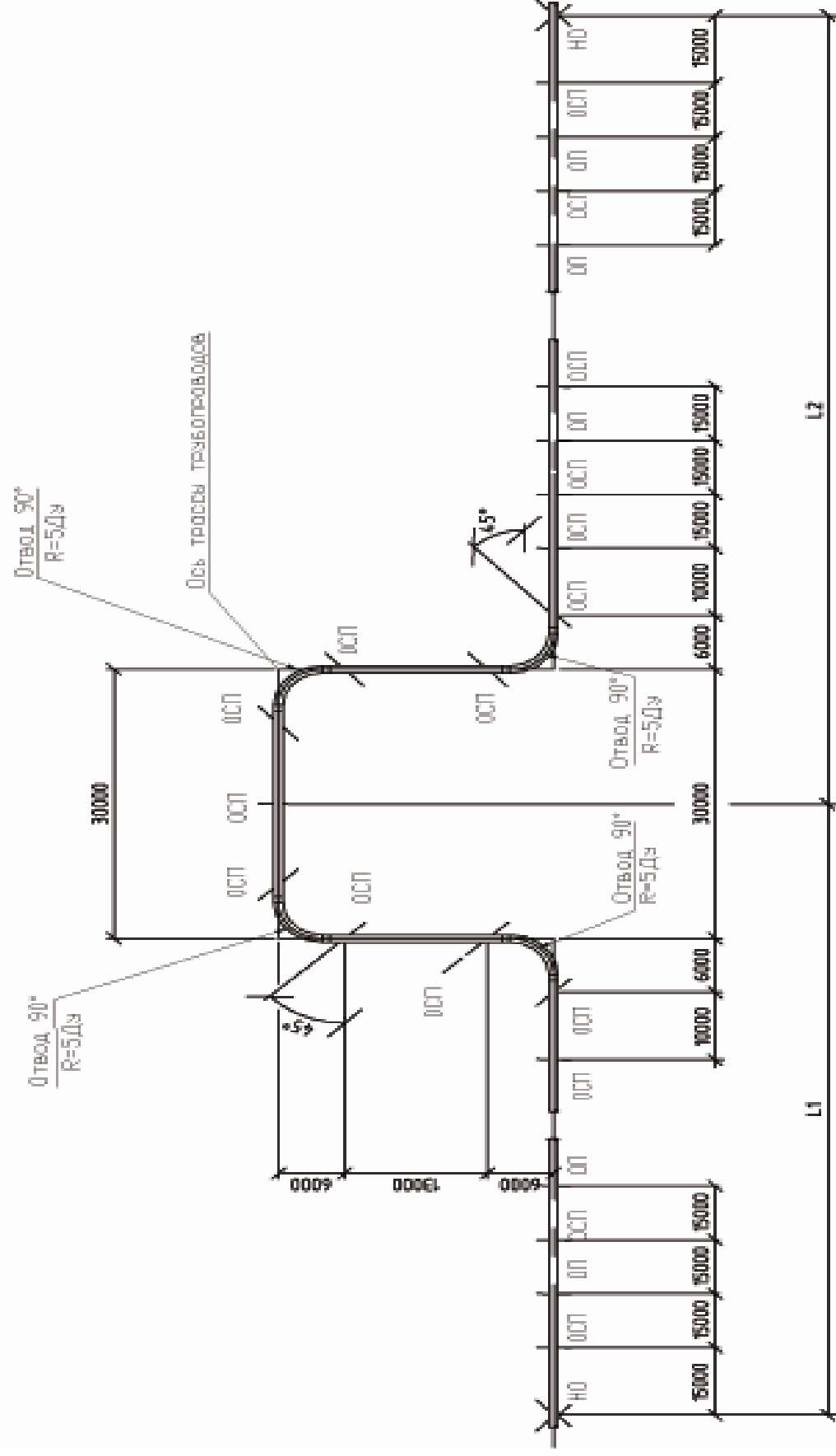


Рисунок 1 – Схема типового температурного блока

2.2.4 Опоры под промышленные трубопроводы

Опоры под промышленные трубопроводы приняты рамные одно, двух и трех стоечные с траверсами из прокатных профилей. В качестве стоек приняты сваи-трубы диаметром 325×10 мм, 530×10 мм. Неподвижные опоры приняты пространственными жесткими неизменяемыми конструкциями шести стоечные на свайных фундаментах, воспринимающими горизонтальные усилия. Длина свай принимается с учетом конкретных геологических условий. Фундаменты – свайные, сваи из металлических труб по ГОСТ 8732 – 78, балочный ростверк из металлопроката [6].

2.2.5 Надземные переходы П1, П2

Надземные переходы через дорогу выполнены из прокатного профиля. Опоры четырех стоечные и пространственные фермы с траверсами для установки опор под технологические трубопроводы. В зависимости от расположенных на переходе диаметров трубопроводов приняты две ширины траверсы, различные переходы устанавливаются на свайные фундаменты из металлических труб ГОСТ 8732 – 78 [6].

3 Монтаж и сварка технологических и промышленных трубопроводов

Для прокладки трубопроводов на кустовых площадках приняты термообработанные трубы от Ду57 до Ду400 с наружным антикоррозионным покрытием, в теплоизоляции и с электрообогревом. Проектируемые трубопроводы на кустах скважин, приняты из стальных бесшовных горячедеформированных труб из стали 13ХФА с классом прочности не ниже K52.

Работы по монтажу и сварке трубопроводов выполняются при соблюдении требований СНиП 3.05.05 – 8, СП 34-116 – 97, ВСН 006 – 89 и СНиП 12-

04 – 2002 и по технологическим картам, разрабатываемым в ППР на основе рабочей документации.

До начала работ по монтажу и закреплению трубопроводов на опорах должны быть выполнены и приняты по акту все предшествующие виды работ (установка свай, стоек, монтаж ригелей, опор и оборудования). Трубопроводы допускается присоединять только к закрепленному на опорах оборудованию. Соединять трубопроводы с оборудованием следует без перекоса и дополнительного натяжения. Неподвижные опоры закрепляют к опорным конструкциям после соединения трубопроводов с оборудованием. Перед установкой сборочных единиц трубопроводов в проектное положение гайки на болтах фланцевых соединений должны быть затянуты и сварные стыки заварены.

Монтаж трубопроводов выполняется с использованием автомобильного крана или трубоукладчиков соответствующей грузоподъемности в зависимости от диаметра трубопровода и высоты свайных опор. Для предотвращения повреждения теплоизоляционного покрытия подъемные механизмы оснащаются мягкими полотенцами, а монтажные опоры оборудуются мягкими накладками из резины или транспортной ленты.

Монтаж трубопроводов по эстакаде выполняется в следующей последовательности:

- сварка секций (плетей) трубопровода на монтажной площадке;
- подача автомобильного крана (трубоукладчика) к месту монтажа трубопровода;
- строповка и подъем автомобильным краном (трубоукладчиком) плети (секции) трубопровода, установка ее на опоры и временное закрепление;
- расстроповка секции (плети);
- сварка стыков уложенной секции (плети) на опорах;
- выверка линий трубопроводов на опорах и окончательное закрепление.

Все сварщики и специалисты сварочного производства должны быть аттестованы в соответствии с требованиями следующих документов:

- СП 34-116 – 97. Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов;
- ПБ 03-273 – 99. Правила аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства;
- РД 03-495 – 02. Технологический регламент проведения аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства.

Перед началом производства работ подрядчик обязан произвести аттестацию технологии сварки, которую он планирует к использованию, включая ремонт, специальные сварочные работы, в соответствии с СП 34-116 – 97 и РД 03-615 – 03 «Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов» [9].

Сварочное оборудование, включая источники сварочного тока, сварочные агрегаты должны быть аттестованы в соответствии с положениями РД 03-614 – 03 «Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств, для опасных производственных объектов». Все сварочные материалы должны быть аттестованы в соответствии РД 03-613 – 03 «Порядок применения сварочных материалов при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств, для опасных производственных объектов». Сварочные материалы (электроды) следует хранить преимущественно в отапливаемых помещениях при температуре не ниже плюс 15 °С в условиях, предохраняющих от загрязнения, увлажнения и механических повреждений.

При выполнении сварки трубопровода в проектом положении (на опорах) при высоте более 3,0 м применяются автогидроподъемники типа ВС 22А. При выполнении строительно-монтажных работ необходимо учитывать, что укладка трубопроводов по эстакаде должна быть выполнена без изгибов и переломов, для чего опорную конструкцию выверять по уровню с учетом рельефа. При выполнении сварочных работ следует своевременно оформлять

исполнительную производственную документацию в соответствии с ВСН 012 – 88, часть II, в том числе:

- список сварщиков, составляемый службой главного сварщика, форма № 2.3;
- журнал сварки труб, который ведет производитель работ, форма № 2.6, 2.6 (а).

Для обеспечения требуемого уровня качества сварки необходимо производить:

- систематический операционный (технологический) контроль, осуществляемый в процессе сборки и сварки;
- визуальный контроль (внешний осмотр) и обмер готовых сварных соединений;
- проверку сварных швов неразрушающими методами контроля.

Визуально-измерительный контроль (ВИК) проводится инспектором по контролю качества или специалистом по неразрушающему контролю, аттестованных на проведение ВИК не ниже 2-го уровня в соответствии с требованиями РД 03-606 – 03. Сварные стыки, прошедшие визуальный измерительный контроль, подвергаются неразрушающему контролю в объеме и методами, указанными в проекте, СНиП 3.05.05 – 84 и ПБ 03-585 – 03 ультразвуковым методом в объеме:

- трубопроводы I категории – 20 %;
- трубопроводы II категории – 10 %;
- трубопроводы III категории – 2 %.

При сварке разнородных сталей сварные швы технологических трубопроводов подвергаются ультразвуковым методом контроля в объеме 100 %. Сварные соединения захлестов, ввариваемых вставок и приварки арматуры подвергаются дублирующему контролю ультразвуковым методом в объеме 100 %. Контроль качества сварных соединений неразрушающими методами производится работниками службы контроля (ПИЛ специализированных

управлений по контролю). К проведению контроля допускаются инженерно-технические работники, имеющие квалификацию не ниже второго уровня.

Для проведения работ по контролю качества сварных соединений используются передвижные лаборатории подрядчика, прошедшие аккредитацию на техническую компетентность, а также имеющие лицензию Ростехнадзора на проведение работ по неразрушающему контролю. По результатам визуального и измерительного контроля оформляются:

- акт визуального и измерительного контроля (форма согласно РД 03-606 – 03, приложение Ж);
- заключение по проверке качества сварных соединений физическими методами контроля (форма №2.9 ВСН 012 – 88, часть II).

Монтаж и сварка промышленных трубопроводов выполняется в соответствии с проектом и по аналогичной технологии монтажа технологических трубопроводов. До начала производства работ по монтажу захлестных стыков должны быть выполнены и приняты по акту все предшествующие виды работ (установка свай, монтаж ригелей и опорных ложементов, сварка и укладка плетей на прямолинейных участках, укрупнительная сборка, сварка и установка на опоры компенсаторов). Если к моменту начала работ по монтажу захлестов образовался снежный покров на поверхности трубы, то необходимо его удалить, создав свободную от снега зону, определяемую расстоянием по 30 – 40 м от стыка в каждую сторону. Все опоры на данном расстоянии должны оставаться в состоянии временного закрепления; это обусловлено тем, что в процессе монтажа захлестов может потребоваться технологическое смещение концов плети (с целью обеспечения условий для беспрепятственной сборки захлестных стыков).

Захлестный стык запрещено выполнять на трубах с различной толщиной стенки, а также в составе компенсатора. Запрещается выполнять замыкающий стык на трубе с неподвижной опорой. Перед сборкой захлестного стыка необходимо удалить избыток длины, осуществляя резку той трубы, которой заканчивается прямолинейная плеть; трубу, входящую в состав ком-

пенсатора, укорачивать не допускается. На тех участках трассы, где проектная высота трубопровода над поверхностью земли превышает 1,5 м, необходимо применять при выполнении всех операций, связанных с монтажом захлестных стыков монтажные подмости или другие приспособления, конструкции которых представляются в ППР. Если монтируемые стыки расположены на небольшой высоте до 1,5 м, то для обеспечения удобства и безопасности выполнения работ достаточно пользоваться типовыми приставными лестницами. Высота подъема конца плети относительно проектного положения трубопровода должна составлять не менее 150...200 мм.

В состав работ по монтажу захлесточного стыка входит:

- разметка и резка гидроизоляционного покрытия и плети;
- очистка конца обрезанной плети от остатков изоляции;
- зачистка кромок и снятие фасок с обрезанной плети;
- сборка и ручная электродуговая сварка захлесточного стыка электродами с основным видом покрытия;
- контроль сварного шва неразрушающими методами;
- изоляция и теплоизоляция сварного стыка захлеста.

Монтаж и сварка захлесточных (замыкающих) стыков трубопроводов производится на эстакаде с использованием трубоукладчиков. Сварные стыки захлестов подвергаются визуально-измерительному контролю и неразрушающему контролю в объеме и методами, указанными в проекте и в таблице 34 СП 34-116 – 97 (200 %):

- 100 % стыков – радиографический контроль;
- 100 % стыков – ультразвуковой контроль (дублирующий).

По результатам визуально-измерительного, радиографического и ультразвукового контроля составляется заключение по форме, представленной в ВСН 012 – 88, ч.II, Форма 2.9 и Форма 2.10 [9].

4 Фасонные детали трубопровода

Фасонные детали, они же фитинги (англ. to fit – подходить, подгонять), – это детали трубопроводов, которые служат для соединения отдельных труб и используются в местах переходов, поворотов, разветвлений, изменений углов наклонов, креплений. Примером таких технологических элементов являются: отводы, тройники и переходы.

4.1 Тройники

Тройники – это детали, с помощью которых устраивают разветвления трубопроводов. Тройники различают равнопроходные (без изменения диаметра ответвления) и переходные (с изменением диаметра ответвления). По способу изготовления тройники бывают сварные (рис. 2, а) и штампованные (рис. 2, б). В отличие от сварных штампованные тройники благодаря бесшовному плавному сопряжению горловины с корпусом обладают более высокой прочностью. Штампованные тройники (ГОСТ 17376 – 2001) изготавливают из углеродистой стали с Ду от 40 до 400 мм на Ру от 0,1 до 10 МПа.

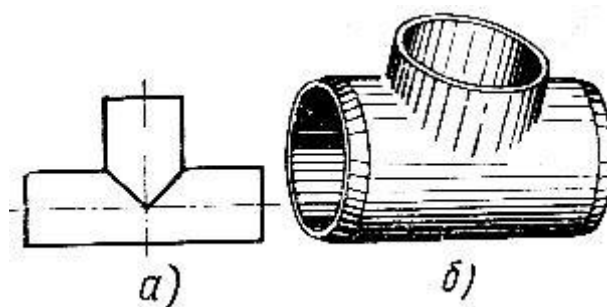
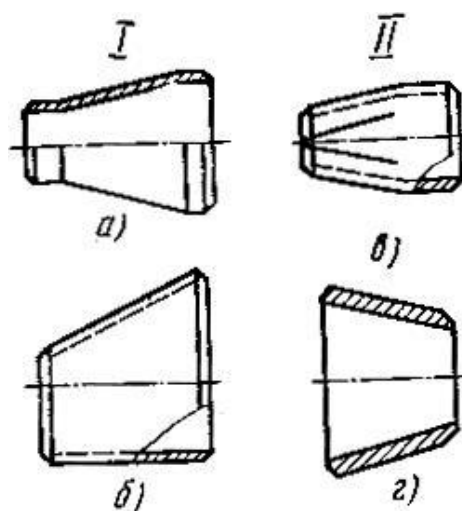


Рисунок 2 – Тройники: а – сварной, б – штампованный

4.2 Переходы

Переходы, применяемые для изменения диаметра трубопровода, разделяют на штампованные и сварные. Штампованные переходы, которые могут быть концентрическими (рис. 3, а) и эксцентрическими (рис. 3, б), изготавливают из труб методами горячей штамповки в соответствии с ГОСТ 17378 – 2001 и применяют в трубопроводах, рассчитанных на давление от 0,1 до 10 МПа и температуру транспортируемого вещества до 450 °С. Преимущества штампованных переходов – малая длина, гладкая внутренняя поверхность, уменьшающая внутренние сопротивления в трубопроводе, высокая точность размеров.

Сварные переходы (рис. 3, в), предназначенные для работы под давлением до 1,6 МПа при температуре до 200 °С, изготавливают из труб путем вырезки соответствующих клиньев и подгибки (в горячем состоянии) образовавшихся на трубе лепестков до соприкосновения их один с другим. Для подгибки на лепестках снимают фаски. Сварные переходы изготавливают также из листового металла (рис. 3, г).



I – штампованные, II – сварные, а – концентрический, б – эксцентрический, в – из трубы, г – из листа

Рисунок 3 – Переходы

4.3 Отводы

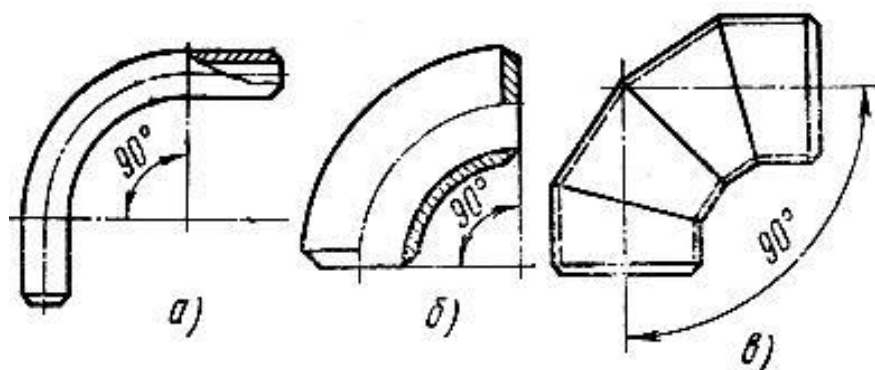
Отводы – соединительные детали трубопровода, устанавливают при изменении направления трубопровода в процессе монтажа. Отводы изготавливаются из стали, стали с повышенной коррозионной и холодостойкостью, легированных сталей. Изменение направления достигается за счет того, что отвод позволяет присоединить трубы под требуемым по условиям эксплуатации углом. На данный момент серийно производятся отводы с углами 20°, 30°, 45°, 60°, 90°, 110°, 130°, 150° и 180°. Также отвод различаются по отношению радиуса поворота детали к условному проходу трубопровода.

Нормальные отводы отличаются величиной своего радиуса. Нормальные отводы (рис. 4, а) имеют радиус изгиба R :

$$R = (3...4,5)D_n, \quad (1)$$

где D_n – наружный диаметр трубы.

Длина прямого участка (от начала изгиба) должна быть не менее D_n трубы, но не менее 100 мм, а овальность в месте изгиба не превышать 10 % от D_n трубы. Эти отводы изготавливают способом холодного или горячего гнутья.



а – нормальный, б – крутоизогнутый, в – сварной

Рисунок 4 – Отводы

Крутоизогнутые отводы (рис. 4, б) имеют радиус изгиба, величина которого не превышает одного наружного диаметра трубы. У таких отводов нет прямых участков, а скос кромки под сварку расположен в месте окончания изгиба. Это дает возможность применять крутоизогнутые отводы в тесных местах, и, кроме того, позволяет сократить расход труб для изготовления отводов. Крутоизогнутые отводы изготавливают способом горячей штамповки или протяжки и выпускают изогнутыми под углом 180° ; 90° ; 60° и 45° . Отводы с углом изгиба 180° обычно называют калачами. Размеры и масса крутоизогнутых отводов меньше, чем у нормальных. Крутоизогнутые отводы для трубопроводов с D_y от 40 до 600 мм изготавливают в соответствии с ГОСТ 17375 – 2001.

Сварные отводы (рис. 4, в) изготавливают из отдельных вырезанных из труб секций, которые затем сваривают. Радиус изгиба R этих отводов составляет не менее 1,5 диаметра трубы. Сварные (секционные) отводы применяют для трубопроводов с D_y , более 600 мм.

По способу изготовления отводы подразделяются на:

- крутоизогнутые бесшовные отводы;
- штампосварные крутоизогнутые отводы;
- сварные секционные отводы;
- гнутые холоднокатанные отводы.

Крутоизогнутые бесшовные отводы отличаются малым радиусом изгиба, составляющим 1...1,5 условного диаметра трубы. Их высокая прочность обеспечивается отсутствием утонения стенок как на выгнутой, так и на вогнутой образующих. Кроме того, поскольку деталь не имеет прямых участков на концах, у нее сравнительно небольшой вес. Еще одно преимущество такого отвод – его небольшие габариты, что позволяет компактное расположение трубопровода и, как следствие – экономный расход производственной пло-

щади. Изготавливаются изделия путем протяжки по роогообразному сердечнику на гидравлических прессах или путем штамповки. Крутоизогнутые отводы можно устанавливать на всех типах технологических трубопроводов.

Крутоизогнутые штамповочные отводы аналогичны крутоизогнутым бесшовным отводам, с той разницей, что изготавливаются они методом штамповки с последующей сваркой шва. Используются такие изделия преимущественно в нефтяной и газовой промышленности на трубопроводах с давлением до 10,0 МПа. Их меньшая прочность по сравнению с бесшовными (или цельнотянутыми) отводами обусловлена именно наличием шва.

Сварные секционные отводы изготавливают из бесшовных и электросварных труб. Технология изготовления такова: из труб вырезаются отдельные секции или участки, которые затем собираются под углом друг к другу, так, чтобы конструкция образовывала требуемый угол изгиба. Обычно таких секций три или четыре. Затем секции свариваются между собой, образуя единую деталь. Такие отводы отличаются малым радиусом изгиба, составляющим 1 – 1,5 условного диаметра трубы. Данный способ изготовления предполагает низкую прочность детали, поэтому отвод этого типа используются при давлениях до 6,4 МПа и только в том случае, если в данный момент отсутствуют гнутые или крутоизогнутые отводы требуемых параметров.

Гнутые бесшовные отводы выполняются из труб-заготовок, требуемая форма которым придается на трубогибочных станках. Гнутье осуществляется как в холодном, так и в горячем состоянии, в зависимости от технологии производства. Выбор технологии не влияет на качество изделия, но сам процесс гибки подразумевает утонение стенок. По этой причине радиус изгиба изделия не может быть меньше двух условных диаметров труб. Также технология гибки не позволяет получить скругленные концы у детали, в результате чего на концах таких колен получаются прямые участки, увеличивающие вес и габариты изделия. В целом, у таких отводов широкая сфера применения и хорошие характеристики, но они трудоемки в производстве. Поэтому их рекомендуется использовать при отсутствии крутоизогнутых отводов из тре-

буемого материала (например, легированной стали), а также в случаях, когда по проекту требуется больший радиус изгиба [10].

5 Расчетная часть

5.1 Влияние малоградусных отводов на надежность трубопровода

Ознакомившись с проектной документацией по строительству внутри-промысловых трубопроводов рассматриваемого месторождения, я обнаружил, что для вертикального повторения рельефа местности применяются отводы от 1° до 26° .

Исходя, из расположения месторождения климат здесь преобладает арктический, резко континентальный, а годовой перепад температур составляет 100°C , поэтому при работе трубопровода температура перекачиваемых продуктов тоже колеблется, несмотря на теплоизоляцию трубы. Перепад температуры перекачиваемой жидкости составляет: $t_{\text{жид}_{\min}} = 16^\circ\text{C}$, при $t_{\text{воздуха}} = -39^\circ\text{C}$; $t_{\text{жид}_{\max}} = 30^\circ\text{C}$, при $t_{\text{воздуха}} = 26^\circ\text{C}$. Отсюда следует вывод, что перепад температур равен:

$$\Delta t = t_{\text{жид}_{\max}} - t_{\text{жид}_{\min}},$$

(2)

где $t_{\text{жид}_{\min}}$ — минимальная температура перекачиваемой жидкости;

$t_{\text{жид}_{\max}}$ — максимальная температура перекачиваемой жидкости.

$$\Delta t = 30 - 16 = 14^\circ\text{C},$$

Измерение температуры перекачиваемой жидкости производились при пропуске очистных устройств. При таком перепаде температур значительную роль играет линейное расширение трубопровода.

Рассмотрим расчет линейного расширения трубопровода на участке 167 м. от неподвижной опоры до П-образного компенсатора. На данном участке трубопровода имеются два отвода 3° и 2°.

Согласно формулы линейного расширения трубопровода

$$\Delta L = \alpha \cdot L \cdot \Delta t, \quad (3)$$

где α - коэффициент теплового расширения;

L – длина участка трубопровода в мм.;

Δt – перепад температур;

$$\alpha = 13 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{(-1)}.$$

Линейное расширение, поглощаемое компенсатором должно составлять:

$\Delta L_{\text{общ}} = 0,000013 \cdot 167000 \cdot 14 = 30,4 \text{ мм}$, но так как на данном участке смонтированы малоградусные отводы, то данное линейное расширение разделяется на участки согласно рисунку 5. Разделение на участки произошло из-за того, что трубопровод «принудительно» заставили повторить изгиб рельефа местности, а отвод не может передать линейное расширение дальше по трубе, а только переместится на расстояние линейного расширения, тем самым изменит местоположение отвода. Независимо от направления потока жидкости линейное расширение будет направлено от неподвижной опоры в сторону компенсатора. В нашем случае первый участок от неподвижной опоры, до первого отвода составит 52 м.

Отсюда следует, что линейное расширение на данном участке составит $\Delta L_1 = 0,000013 \cdot 52000 \cdot 14 = 9,464 \text{ мм}$, а это значит, что первый отвод сместится в сторону компенсатора на данное расстояние. Аналогичный процесс произойдет на втором участке, со вторым отводом: $\Delta L_2 = 0,000013 \cdot 35000 \cdot 14 = 6,37 \text{ мм}$.

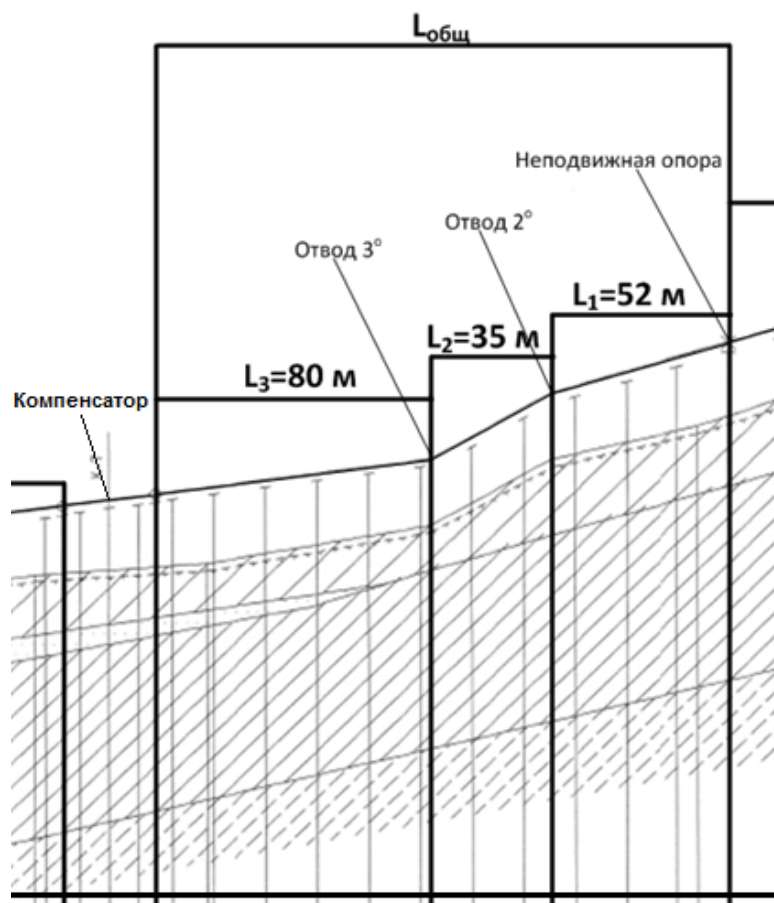
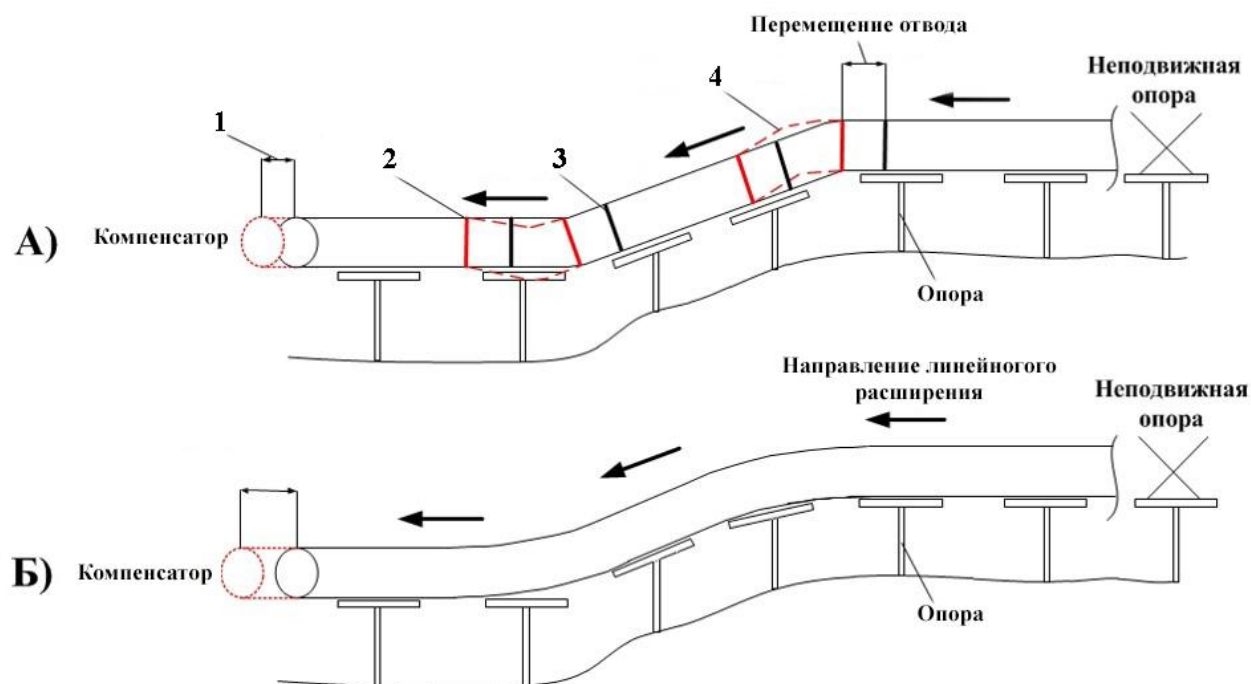


Рисунок 5 – Фрагмент схемы разделения на участки

Линейное расширение будет компенсироваться расстоянием перемещения отводов. По рисунку 6 (А) видно, что отводы, перемещаясь, изменяют угол трубопровода, а это в свою очередь создает нагрузки в сварном шве и околошовной зоне малоградусного отвода и трубопровода в целом. Данные зоны становятся концентраторами напряжений и влекут за собой образование трещин, а также изгибающего момента на трубопроводе, что приводит к изгибу и оказывает давление на опоры. На рисунке 6 (Б) видно, что при прокладке трубопровода методом упругого изгиба линейное расширение полностью поглощается компенсатором [11].



1 – линейное перемещение трубопровода, 2 – сварной шов отвода после линейного перемещения, 3 – сварной шов отвода до линейного перемещения, 4 – положение отвода после линейного расширения

Рисунок 6 – Сравнение способов прокладки трубопроводов

Согласно проекту компенсатор должен поглощать линейное расширение $\Delta L_{\text{общ}} = 30,4 \text{ мм}$, но так как на участке установлены малоградусные отводы происходит разделение нагрузки, что приводит к изменениям линейного расширения на участке L_3 . Данное расширение составит $\Delta L_3 = 0,000013 \cdot 80000 \cdot 14 = 14,56 \text{ мм}$.

Из выше приведенных расчетов можно сделать вывод, что малоградусные отводы не только нивелируют работу компенсатора, но и создают знакопеременные нагрузки в трубопроводе, опорах, в околошовной зоне и сварном шве отвода и трубы [13].

5.2 Расчет давления на сварной шов

Произведем расчет давления на сварной шов на первом плече (между неподвижной опорой и первым отводом) используя закон Гука «Деформации при растяжении-сжатии».

При малых деформациях ($|x| \ll 1$) сила упругости пропорциональна деформации тела и направлена в сторону, противоположную направлению перемещения частиц тела при деформации:

$$F_x = F_{\text{упр}} = -kx,$$

(4)

где F_x – деформация тела;

$F_{\text{упр}}$ – сила упругости;

k – жесткость тела;

x – величина деформации.

Это соотношение выражает экспериментально установленный закон Гука. Коэффициент k называется жесткостью тела. В системе СИ жесткость измеряется в ньютонах на метр (Н/м). Коэффициент жесткости зависит от формы и размеров тела, а также от материала. В физике закон Гука для деформации растяжения или сжатия принято записывать в другой форме. Отношение величины деформации к единице называется относительной деформацией, а отношение силы к площади поперечного сечения деформированного тела, называется напряжением. Тогда закон Гука можно сформулировать так: относительная деформация ε пропорциональна напряжению σ :

$$\varepsilon = \frac{1}{E} \sigma,$$

(5)

где E – модуль Юнга;

σ – напряжение.

Модуль Юнга зависит только от свойств материала и не зависит от размеров и формы тела. Модуль Юнга различных материалов меняется в широких пределах. Для стали $E = 2,1 \cdot 10^6 \text{ кгс} / \text{см}^2$.

Относительная деформация (относительное удлинение) – отношение удлинения к начальной длине стержня определяется

$$\varepsilon = \frac{\Delta l}{l},$$

(6)

где Δl – длина деформации, в нашем случае $\Delta l_3 = 9,464 \text{ мм} = 0,009464 \text{ м}$;

l – длина плеча ($L_1 = 52 \text{ м}$).

$$\varepsilon = \frac{0,009464}{52} = 0,000182.$$

Напряжение рассчитывается по формуле

$$\sigma = \varepsilon \cdot E,$$

(7)

где E – модуль упругости, $E = 2,1 \cdot 10^6 \text{ кгс} / \text{см}^2$;

ε – относительная деформация.

По формуле получаем:

$$\sigma = 0,000182 \cdot 2,1 \cdot 10^6 = 389,7 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2} = 38,7 \text{ МПа}.$$

6 Безопасность жизнедеятельности

В настоящее время самым экономически целесообразным видом транспорта является трубопроводный.

Однако при нарушении правил техники безопасности нефтепровод может стать источником техногенных аварий, приводящих к загрязнению окружающей среды, пожарам, разрушениям, гибели людей, значительным материальным потерям.

Проблема своевременного и достоверного прогнозирования, предупреждения и ликвидации последствий ЧС на трубопроводном транспорте является актуальной [12].

6.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Межпромысловый нефтепровод, протяженностью 101 км, находится на севере Красноярского края на территории Таймырского Долгано-Ненецкого АО и Туруханского района.

Рабочим местом трубопроводчика линейного является открытая площадка линейной части нефтепровода, где происходит выполнение монтажных и восстановительных работ с использованием сварки; ревизия и ремонт задвижек и кранов; демонтаж и установка контрольно-измерительных приборов; продувка и опрессовка участков трубопровода и монтажных узлов, монтаж переходов, захлестов и катушек, а также другие виды работ.

При обслуживании линейной части нефтепровода трубопроводчик может быть подвержен воздействию следующих опасных и вредных факторов:

- повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов (ожоги);
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны (обморожение, солнечные и тепловые удары);
- повышенный уровень напряжения в электрической цепи;

- повышенный уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах;

- пожаро- и взрывоопасность;

- токсичное воздействие на организм человека (токсичные пары и газы).

Основными аварийными и чрезвычайными ситуациями являются пожар, взрыв, токсический выброс, а также утечка продукта через разрывы и свищи.

Причинами аварийных ситуаций чаще всего являются:

- наружная и внутренняя коррозия;

- механические повреждения;

- производственный дефект труб;

- брак сварки.

В результате аварий на магистральных трубопроводах окружающей среде наносится серьезный экологический ущерб. При разрушении нефтепровода возникают механические повреждения природного ландшафта и рельефа, нарушение целостности почвенно-растительного покрова, что приводит к большим экономическим потерям [12].

6.2 Инженерные решения по обеспечению безопасности работ

Проектируемый объект располагается на севере Красноярского края. Работы выполняются на открытом воздухе круглый год в дневное время суток, независимо от температурного режима и осадков.

Климат местности достаточно суров. Зима длинная морозная с сильными ветрами и высокой влажностью, длится около 8 месяцев, абсолютная минимальная температура воздуха холодного периода года достигает -57°C . Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца 74 %. Лето короткое и прохладное. Абсолютная максимальная температура воздуха, $+32^{\circ}\text{C}$, средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца 70 %. Из-за многолетней мерзлоты почва перенасыщена влагой, поэтому там много озер и болот. Среднегодовая температура воздуха $-9,4^{\circ}\text{C}$ [13].

Для выполнения планового обслуживания трасс магистральных нефтепроводов предусматривается линейная эксплуатационная служба (ЛЭС). Одна ЛЭС обслуживает участок трассы нефтепровода протяженностью 200...250 км, (по болотам, в горной местности) 80...100 км. Техническое обслуживание и наблюдение за магистральными нефтепроводами и сооружениями на трассе предусматривается с использованием подъездных дорог и вдоль трассовых проездов, с применением проходимой техники и воздушного транспорта [14].

6.3 Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования

Таблица 4 – Фактическое состояние условий труда на рабочем месте

| № | Код фактора | Наименование производственного фактора, единица измерения | ПДК, ПДУ, допустимый уровень | Дата проведенного измерения | Фактический уровень производственного фактора | Величина отклонения | Класс условий труда, степень вредности и опасности | Продолжительность воздействия |
|----|-------------|---|------------------------------|-----------------------------|---|---------------------|--|-------------------------------|
| 1 | 5.00 | Тяжесть трудового процесса | | 11.04.14 | | - | 3.1 | 1 |
| 2 | 5.00 | Напряженность трудового процесса | | 11.04.14 | | - | 2 | 1 |
| 3 | 4.50 | Шум, дБА | 80 | 11.04.14 | 87 | - | 3.2 | 1 |
| 4 | 4.62 | Температура, С° | 20 | 11.04.14 | 22.4 | - | 2 | 1 |
| 5 | 4.64 | Влажность, % | 35 | 11.04.14 | 43 | - | 2 | 1 |
| 6 | 4.63 | Скорость движения воздуха, м/с | 0.1 | 11.04.14 | 0,1 | - | 2 | 1 |
| 7 | 4.68 | Освещенность, лк | 300 | 11.04.14 | 160 | 2 | 2 | 0.5 |
| 8 | 4.67 | КЕО, % | 0.6 | 11.04.14 | 1,3 | - | 2 | 0,5 |
| 9 | 4.66 | ТНС, С | 21 | 11.04.14 | 17,8 | - | 2 | 0.8 |
| 10 | 4.65 | Тепловое излучение, Вт/см ² | 140 | 11.04.14 | 1272 | - | 3.1 | 0.8 |
| 11 | 2.00 | Вредные химические вещества в воздухе рабочей зоны, мг/м ³ Стирол | 2 | 11.04.14 | 0.1 | 7 | 2 | |

6.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

6.4.1 Искусственное освещение

Правильно выполненное освещение цеха по техническому обслуживанию, эксплуатации и ремонту трубопроводов способствует повышению эффективности и безопасности слесарных работ, снижает травматизм и утомляемость, сохраняет высокую работоспособность.

Для того чтобы не допустить повышения уровня травматизма, рассеянности, низкой продуктивности работы и несоответствием освещения рабочих мест, необходимо рассчитать систему освещения в помещении цеха ЦТОЭиРТ [15].

6.4.2 Расчет искусственного освещения

Расчет системы освещения цеха должен соответствовать санитарным нормам и должен быть выполнен в соответствии с СанПиН 2.4.2.2821 – 10 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям и организации обучения в общеобразовательных учреждениях».

Искусственное освещение подразделяют на комбинированное, местное и общее.

При расчете искусственного освещения в производственных помещениях применяются разные методы.

Наиболее распространенным и простым являются метод светового потока.

Согласно СанПиН 2.4.2.2821 – 10 уровень освещения должен соответствовать нормам: 300 – 500лк. Для расчета берём минимальный уровень освещения $E_n = 300\text{лк}$.

В помещении цеха установлено 9 светильников типа ЛДР (2x40 Вт). Длина 1,24 м, ширина 0,27 м, высота 0,10 м. Тип ламп ЛБ40, мощностью 40 Вт. Количество ламп 18 штук.

Люминесцентные лампы более экономичны, чем лампы накаливания, дают свет близкий по спектру дневному, в 4 – 5 раз долговечнее ламп накаливания, яркость не превышает гигиенического уровня.

Световой поток, Φ который должна излучать каждая электрическая или газоразрядная лампа (при заданном количестве ламп), рассматривают по формуле (8)

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{N \cdot \eta}, \quad (8)$$

где E_n – нормируемая минимальная освещённость, лк;

S – площадь освещаемого помещения, м²;

K_3 – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (по СНИП 23-05 – 95 «Естественное и искусственное освещение» $K_3 = 1,4$);

Z – коэффициент минимальной освещённости ($Z = 1,1$);

N – число ламп в помещении;

η – коэффициент использования светового потока.

Световой поток Φ выбранной лампы (ЛБ-40) равен (2480 лм). Отсюда количество ламп в помещении равно:

$$N = \frac{E_n \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{\Phi \cdot \eta},$$

(9)

Количество ламп (ЛБ-40) в помещении цеха равно 18.

Коэффициент использования светового потока η выбирают по следующим данным:

- коэффициент отражения побеленного потолка $\rho_n = 70 \%$;

- коэффициент отражения света от стен, окрашенных в светлую краску $\rho_c = 50 \%$;

- коэффициент отражения света от пола, покрытого линолеумом темного цвета $\rho_p = 10 \%$;

- индекс помещения находим по формуле:

$$I = \frac{S}{h(a+b)},$$

(10)

где S – площадь помещения (м²);

h – высота подвеса светильника (м);

a – длина помещения (м);

b – ширина помещения (м).

$$I = \frac{48}{2,8 \cdot 14} = 1,22.$$

Коэффициенты отражения ограждающих поверхностей определяются согласно СНиП II-Л.4-62.

Высоту подвеса светильника рассчитываем по формуле

$$h_{\text{п}} = H - (h_{\text{кр}} + h_{\text{р}}),$$

(11)

где H – высота помещения, м;

$h_{\text{кр}}$ – расстояние от потолка до нижней кромки светильника, м;

$h_{\text{р}}$ – высота рабочей поверхности от пола, м.

$$h_{\text{п}} = 3,3 - (0,1 + 0,8) = 2,6 \text{ м.}$$

Исходя из расчетов, делаем вывод, количество ламп установленных в помещении цеха, не удовлетворяет расчетным данным. Следовательно, данное помещение не соответствует установленным требованиям искусственного освещения.

Для устранения выявленного замечания, в помещении цеха требуется установить один дополнительный светильник ЛДР (2x40 Вт) как минимум с одной люминесцентной лампой ЛБ-40.

Обнаруженные отклонения от норм устраняют путем изменения типа ламп и их мощности или заменой светильников.

Следовательно, чтобы поддерживать светоотдачу светильников и света пропускную способность окон на заданном уровне, проводят их чистку, не менее двух раз в год, а также проводить своевременную замену перегоревших ламп.

Расстояние от крайних светильников до стены определяется по формуле

$$l = l_{\text{б}} - l_{\text{а}} L,$$

(12)

где L – расстояние между соседними светильниками, м;

l – расстояние от крайних светильников до стены, м;

$$l_a = 0,5 \text{ м};$$

$$l_b = 0,3 \text{ м}.$$

Светильники типа ЛДР с люминесцентными лампами ЛБ-40 в помещении цеха установлены рядами, три светильника в ряд с отдельным включением линий светильников. Общий световой поток светильника ЛДР (2х40 Вт) равен 4960 лм.

В рабочих помещениях следует применять систему общего освещения. Светильники с люминесцентными лампами располагаются параллельно светонесущей стене на расстоянии 1,2 м от наружной стены и на расстоянии 1,5 м от внутренней [15].

6.5 Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности

Пожары на объектах МН являются, как правило, следствием аварий, которые могут произойти по различным причинам, таким как коррозионные повреждения, дефекты труб и сварных швов, нарушение правил эксплуатации, внешние воздействия и др. Так же причинами пожаров могут являться несоблюдение правил пожарной безопасности, курение в неположенном месте.

Нефть относится к ЛВЖ категории пожаровзрывоопасных веществ, температура самовоспламенения нефтей от 222 до 256 °С. В таблице 7 для нефти и ее составляющих приведены значения нижнего и верхнего концентрационного предела (НКПР и ВКПР) и предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК) [17].

Все объекты МН должны быть оборудованы телефонной и радиосвязью, а также автоматической пожарной сигнализацией, для оперативного вызова дополнительных сил и средств в случае пожара.

Здания, сооружения и другие объекты МН подлежат защите автоматическими установками пожаротушения (АУПТ)

6.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Для исключения аварийных ситуаций на МН используют различные средства и новые технологии.

Для гашения колебаний давления, вибрации и гидроударов применяют стабилизаторы давления. Для проверки состояния трубопроводов, их элементов и деталей, назначают периодические ревизии, проводят гидравлические испытания на прочность давлением воды. Специальные лаборатории дефектоскопии и анализа металлов проводят ультразвуковой контроль толщины стенки труб и деталей трубопровода, контроль состояния сварных швов (визуальный, магнитографический, радиографический метод), рентгеноконтроль, капиллярный контроль [18].

В результате возможных чрезвычайных ситуаций на МН могут возникнуть следующие поражающие факторы:

- механическое воздействие вследствие разлета осколков, зона действия поражающего фактора 30 м;
- термическое воздействие при пожаре прилива, зона действия 140 м;
- воздействие ударной волны при взрыве, зона действия 5 м.

Для защиты персонала на случай ЧС все работники обеспечиваются индивидуальными и медицинскими средствами защиты [22].

6.7 Экологичность проекта

На объектах магистральных нефтепроводов необходимо предусматривать мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения:

- оборудование резервуаров понтонами, плавающими крышами и установками по улавливанию паров легких фракций (УЛФ);
- уменьшение количества разъемных соединений, применение сварных соединений в технологических трубопроводах, 100 % контроль сварных швов физическими методами;

- сбор утечек в закрытые дренажные емкости;
- обеспечение работы насосных станций по схеме «из насоса в насос»;
- применение в качестве топлива в котельных природного или попутного газа для снижения выбросов вредных веществ в атмосферу, использование рекуператоров и экономайзеров, обеспечение регулирования соотношения «воздух-топливо»;

- назначение высоты дымовых труб для обеспечения уровня приземных концентраций загрязняющих веществ, не превышающих ПДК для населенных мест, утвержденных Минздравом РФ [23].

Охрана водоемов от загрязнения сточными водами от НПС и других объектов нефтепровода должна осуществляться путем:

- использования новых видов оборудования без потребления воды;
- сокращения сброса сточных вод в водоемы и уменьшения концентрации вредных веществ в сбрасываемых стоках;

- утилизации уловленной нефти путем закачки ее в нефтепровод или в топливные резервуары;

- устройства обвалований из грунтов с содержанием глинистых частиц или устройства глиняных замков, других противодренирующих устройств, когда обвалование сооружается из дренирующих грунтов;

- вывоза выделенных при очистке воды твердых отходов с территории НПС в места, согласованные с органами Минприроды и Госсанэпиднадзора;

- уменьшения концентрации вредных веществ до предельно-допустимых путем применения совершенных средств очистки;

- водоотведения, выполненного в соответствии с нормативными требованиями к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения;

- устройства проволочных ограждений по железобетонным столбам открытых емкостных сооружений (пруды-отстойники, биологические пруды, пруды-испарители, шламонакопители, аварийные амбары и др.) [23].

При проектировании МН необходимо предусмотреть мероприятия по восстановлению земельных участков, использованию плодородного слоя почвы, охране недр, растительного и животного мира:

- обоснование способов и объемов снятия и хранения плодородного слоя почвы;
- нанесение плодородного слоя почвы на восстанавливаемые участки;
- восстановление водосборных канав, дренажных систем, снегозадерживающих сооружений и дорог после окончания строительных или ремонтных работ;
- восстановление земельных участков и приведение их в состояние, пригодное для использования по назначению;
- проведение защитных мероприятий по исключению опасных экзогенных процессов (эрозия, карст, оползни, суффозия и др.);
- проведение мероприятий по защите животного мира [23].

7 Экономическая часть

7.1 Расчет затрат на производство сварочно-монтажных работ на участке трубопровода с применением малоградусных отводов

В экономической части будут рассчитаны затраты на производство сварочно-монтажных работ на участке нефтепровода. Продолжительность работ составляет 108 часов.

Затраты включают:

- затраты на материалы;
- затраты на аренду техники;
- затраты на оплату труда.

Кроме того, будут рассчитаны затраты на соединение секций трубопровода путем установки между ними малоградусного отвода.

Расчет затрат на производство сварочно-монтажных работ на участке нефтепровода

Таблица 5 – Расчет стоимости аренды техники

| № | Наименование | Ед. изм. | Кол-во | Цена аренды за час, руб. | Стоимость аренды на весь срок работ, руб. | Источник цен |
|---|---------------------|----------|--------|--------------------------|---|---|
| 1 | Комплекс УПРС - 4 | шт | 1 | 1200 | 129600 | |
| 2 | Экскаватор "Хитачи" | шт | 1 | 1700 | 183600 | http://krasnoyarsk.tiu.ru/Arenda-eksikatorov |

Окончание таблицы 5

| | | | | | | |
|---|--------------------|----|---|------|--------|---|
| 3 | Кран-трубоукладчик | шт | 1 | 1500 | 162000 | http://www.pulscen.ru/price/171152-arenda-truboukladchika |
| 4 | Бульдозер | шт | 1 | 1700 | 183600 | http://krasnoyarsk.tiu.ru/Arenda-buldozerov |
| | Итого: | | | | 658800 | |

Таблица 6 – Расчет затрат на вспомогательное оборудование

| № | Наименование | Ед. изм. | Кол-во | Цена с НДС, руб. | Стоимость с НДС, руб. | Источник цен |
|---|---|----------|--------|------------------|-----------------------|---|
| 1 | Шлифовальная машинка | шт | 4 | 9000 | 36000 | http://laukar.com/goods?groupId=342&brandId=16&page=2 |
| 2 | Прочее оборудование (инструменты, приспособления) | | | 15000 | 15000 | |
| 3 | Ультразвуковой дефектоскоп ДИО 1000 РА | шт | 1 | 320000 | 320000 | http://starmans-ndt.ru/defektoskopi/dio-1000-pa.html |
| 4 | Центратор наружный | шт | 2 | 10000 | 20000 | http://krasnoyarsk.pulscen.ru/price/050321-centrator |
| 5 | Газоанализатор | шт | 22 | 75000 | 150000 | http://www.gaz-analitik.ru/gazoanalizator-ANT-3.html |
| | Итого: | | | | 541000 | |

Расчет затрат на материалы для производства сварочно-монтажных работ. Расчет затрат на сварочные материалы.

Затраты на сварочные материалы включают стоимость израсходованных

электродов, проволоки, флюса, газов.

Затраты на электроды:

$$C_э = Ц_э \cdot N_э,$$

(13)

где $N_э$ – норма расхода покрытых электродов, кг

$Ц_э$ – цена 1 кг электродов LB 52 U– 70 руб./кг

Источник цен : <http://asvarkov.ru/p33916567-elektrody-52u-d40.html>

$$C_э = 2,2 \cdot 70 = 154 \text{ руб.}$$

$$N_э = G_э \cdot l_{ш},$$

(14)

где $l_{ш}$ – длина шва (2,3 м);

$G_э$ – удельная норма расхода, кг/м.

$$N_э = 0,9687 \cdot 2,3 = 2,2 \text{ кг.}$$

$$G_э = K_p \cdot m_n,$$

(15)

$$G_э = 1,15 \cdot 0,8424 = 0,9687 \text{ (кг / м).}$$

где K_p – коэффициент расхода, учитывающий неизбежные потери электродов;

m_n – расчетная масса наплавленного металла, кг/м.

$$m_{\text{н}} = \rho \cdot \frac{F_{\text{н}}}{1000},$$

(16)

где ρ – плотность стали;

$$m_{\text{н}} = 7,8 \cdot \frac{108}{1000} = 0,8424 (\text{кг} / \text{м}).$$

Следовательно, для проведения сварочных работ на 18 участках трубопровода нам понадобится закупить электродов, проволоки и флюса на сумму:

$$C_{\text{общ}} = C_{\text{э}} \cdot 2 \cdot N,$$

(17)

$$C_{\text{общ}} = 154 \cdot 2 \cdot 18 = 5,5 \text{ тыс. руб.}$$

где $C_{\text{э}}$ – затраты на электроды для одного сварного шва, руб.

N – количество отводов, шт.

Затраты на фасонные части трубопровода:

Перечень и стоимость малоградусных отводов, используемых на данном участке трубопровода приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Перечень и стоимость малоградусных отводов

| № | Наименование отвода | Стоимость одного отвода, руб. | Количество, шт. | Общая стоимость отводов руб. |
|---|----------------------------------|-------------------------------|-----------------|------------------------------|
| 1 | ОГ 1°- 720(17,5)-6,3-0,6-K52-5DN | 370866 | 7 | 2596059 |
| 2 | ОГ 2°- 720(17,5)-6,3-0,6-K52-5DN | 390657 | 7 | 2734601 |
| 3 | ОГ 3°- 720(17,5)-6,3-0,6-K52-5DN | 425627 | 4 | 1702506 |

| | | | | |
|--|--|-------|----|---------|
| | | Итого | 18 | 7033166 |
|--|--|-------|----|---------|

Исходя из технологического процесса нам понадобится приобрести 18 отводов, сумма которых составляет 7033166 руб.

Затраты на дизельное топливо:

Стоимость дизельного топлива равна 33 руб. за литр. Источник цен: <http://tiu.ru/Dizelnoe-toplivo>. На рассматриваемом участке трубопровода нужно сварить 36 стыков (по 2 сварных соединения на месте каждого стыка трубопровода). Следовательно, время работы дизель-генератора можно найти по формуле:

$$T_{\text{св}} = t_{\text{ш}} \cdot 2 \cdot N,$$

(18)

$$T_{\text{св}} = 3 \cdot 2 \cdot 18 = 108 \text{ ч.}$$

где $t_{\text{ш}}$ – время выполнения сварного шва для 720 мм трубопровода,

N – количество отводов, шт.

Время работы дизель – генератора 108 часов, расход топлива за час работы 10 литров. Общая стоимость равна 36 тыс.руб.

Основная заработная плата рабочих:

Таблица 8 – Списочная численность основных рабочих

| Операция | Наименование специальности рабочего | Разряд рабочего и средний разряд рабочих | Списочная численность |
|----------|-------------------------------------|--|-----------------------|
| Сборка | резчик | 5 | 2 |
| Сварка | сварщик | 6 | 2 |
| Зачистка | сварщик | 6 | 2 |
| Контроль | дефектоскопист | 5 | 2 |
| ИТОГО | | | 8(чел.) |

Таблица 9 – Численность вспомогательных рабочих участка

| Наименование специальностей | Тарифный разряд | Численность, чел. |
|-----------------------------|-----------------|-------------------|
| Машинист экскаватора | 5 | 1 |
| Водители | 4 | 3 |

| | | |
|-------------------------|---|---|
| Машинист трубоукладчика | 5 | 1 |
| Машинист бульдозера | 5 | 1 |
| Всего | | 6 |

Таблица 10 – Расчет ежемесячных затрат на оплату труда

| Должность | Количество | Ставка за час работы руб. | Оклад за период ремонта руб. | Районный коэффициент 30% от оклада, руб. | Северная надбавка 30% от оклада, руб. | Итого на одного работника, руб. | Фонд заработной платы, руб. |
|-------------------------|------------|---------------------------|------------------------------|--|---------------------------------------|---------------------------------|-----------------------------|
| Резчик | 2 | 130 | 14040 | 4212 | 4212 | 22464 | 44928 |
| Сварщик | 4 | 195 | 21060 | 6318 | 6318 | 33696 | 67392 |
| Дефектоскопист | 2 | 160 | 17280 | 5184 | 5184 | 27648 | 55296 |
| Машинист экскаватора | 1 | 180 | 19440 | 5832 | 5832 | 31104 | 62208 |
| Водитель | 3 | 130 | 14040 | 4212 | 4212 | 22464 | 44928 |
| Машинист трубоукладчика | 1 | 180 | 19440 | 5832 | 5832 | 31104 | 62208 |
| Машинист бульдозера | 1 | 180 | 19440 | 5832 | 5832 | 31104 | 62208 |
| Всего | 13 | | | | | | 399168 |

Затраты на страховые взносы будут составлять 30 % от общего фонда заработной платы, а затраты на травматизм для данного типа работ составляют 0,4 %.

Таблица 11 – Затраты на страховые взносы и взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

| Показатель | Сумма затрат, руб. |
|--|--------------------|
| Страховые взносы | 119750,4 |
| Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний | 1596,672 |
| Итого | 121347 |

Таблица 12 – Смета затрат на прокладку трубопровода с использованием малоградусных отводов

| Показатели | Стоимость, руб. |
|---|-----------------|
| 1. Техника | 658800 |
| 2. Вспомогательное оборудование | 541000 |
| 3. Затраты на материалы для монтажа отводов | 41544 |
| 4. Заработная плата | 399168 |
| 5. Страховые взносы и травматизм | 121347 |

| | |
|------------------------------------|---------|
| 6. Стоимость малоградусных отводов | 7033166 |
| Итого: | 8392424 |

Затраты на сварочно-монтажные работы по соединению участка нефтепровода с применением малоградусных отводов составили 8392424 рублей. Основной статьей затрат в смете является стоимость фасонных деталей трубопровода: 7033166 руб.

7.2 Расчет затрат на производство сварочно-монтажных работ на участке трубопровода без использования малоградусных отводов

Продолжительность работ составляет 54 часов.

Затраты включают:

- затраты на материалы;
- затраты на аренду техники;
- затраты на оплату труда.

Кроме того, будут рассчитаны затраты на соединение секций трубопровода путем установки между ними малоградусного отвода.

Расчет затрат на производство сварочно-монтажных работ на участке нефтепровода.

Таблица 13 – Расчет стоимости аренды техники

| № | Наименование | Ед. изм. | Кол-во | Цена аренды за час, руб. | Стоимость аренды на весь срок работ, руб. | Источник цен |
|---|---------------------|----------|--------|--------------------------|---|---|
| 1 | Комплекс УПРС - 4 | шт | 1 | 1200 | 64800 | |
| 2 | Экскаватор "Хитачи" | шт | 1 | 1700 | 91800 | http://krasnoyarsk.tiu.ru/Arenda-eksavatorov |

| | | | | | | |
|---|-----------------------------|----|---|------|--------|---|
| 3 | Кран- трубоуклад- чик | шт | 1 | 1500 | 81000 | http://www.pulscen.ru/price/171152-arenda-truboukladchika |
| 4 | Бульдозер | шт | 1 | 1700 | 91800 | http://krasnoyarsk.tiu.ru/Arenda-buldozerov |
| | Итого: | | | | 329400 | |

Таблица 14 – Расчет затрат на вспомогательное оборудование

| № | Наименование | Ед. изм. | Кол-во | Цена с НДС, руб. | Стоимость с НДС, руб. | Источник цен |
|---|----------------------|----------|--------|------------------|-----------------------|---|
| 1 | Шлифовальная машинка | шт | 4 | 9000 | 36000 | http://laukar.com/goods?groupId=342&brandId=16&page=2 |
| 2 | Прочее оборудование | | | 15000 | 15000 | |

Окончание таблицы 14

| | | | | | | |
|---|--|----|----|--------|--------|---|
| 3 | Ультразвуковой дефектоскоп ДИО 1000 РА | шт | 1 | 320000 | 320000 | http://starmans-ndt.ru/defektoskopi/dio-1000-pa.html |
| 4 | Центратор наружный | шт | 2 | 10000 | 20000 | http://krasnoyarsk.pulscen.ru/price/050321-centrator |
| 5 | Газоанализатор | шт | 22 | 75000 | 150000 | http://www.gaz-analitik.ru/gazoanalizator-ANT-3.html |
| | Итого: | | | | 541000 | |

Расчет затрат на материалы для производства сварочно-монтажных работ. Расчет затрат на сварочные материалы [25].

Затраты на сварочные материалы включают стоимость израсходованных электродов, проволоки, флюса, газов.

Затраты на электроды:

$$C_3 = C_3 \cdot N_3,$$

(19)

где N_3 – норма расхода покрытых электродов, кг

C_3 – цена 1 кг электродов LB 52 U– 70 руб./кг

Источник цен : <http://asvarkov.ru/p33916567-elektrody-52u-d40.html>

$$C_3 = 2,2 \cdot 70 = 154 \text{ руб.}$$

$$N_3 = G_3 \cdot l_{ш},$$

(20)

где $l_{ш}$ – длина шва (2,3 м);

G_3 – удельная норма расхода, кг/м.

$$N_3 = 0,9687 \cdot 2,3 = 2,2 \text{ кг.}$$

$$G_3 = K_p \cdot m_n,$$

(21)

$$G_3 = 1,15 \cdot 0,8424 = 0,9687 \text{ (кг / м).}$$

где K_p – коэффициент расхода, учитывающий неизбежные потери электродов;

m_n – расчетная масса наплавленного металла, кг/м.

$$m_n = \rho \cdot \frac{F_n}{1000},$$

(22)

где ρ – плотность стали;

$$m_n = 7,8 \cdot \frac{108}{1000} = 0,8424 (\text{кг} / \text{м}).$$

Следовательно, для проведения сварочных работ на 18 участках трубопровода нам понадобится закупить электродов, проволоки и флюса на сумму:

$$C_{\text{общ}} = C_{\text{э}} \cdot 2 \cdot N,$$

(23)

$$C_{\text{общ}} = 154 \cdot 18 = 2,77 \text{ тыс.руб.}$$

где $C_{\text{э}}$ – затраты на электроды для одного сварного шва, руб.

N – количество отводов, шт.

Затраты на фасонные части трубопровода: Стоимость дизельного топлива равна 33 руб. за литр. (Источник цен: <http://tiu.ru/Dizelnoe-toplivo>). На рассматриваемом участке трубопровода нужно сварить 18 стыков. Следовательно, время работы дизель-генератора можно найти по формуле:

$$T_{\text{св}} = t_{\text{ш}} \cdot N,$$

(24)

$$T_{\text{св}} = 3 \cdot 18 = 54 \text{ ч.}$$

где $t_{\text{ш}}$ – время выполнения сварного шва для 720 мм трубопровода,

N – количество отводов, шт.

Время работы дизель – генератора 54 часов, расход топлива за час работы 10 литров. Общая стоимость равна 18 тыс.руб.

Основная заработная плата рабочих:

Таблица 15 – Списочная численность основных рабочих

| Операция | Наименование специальности рабочего | Разряд рабочего и средний разряд рабочих | Списочная численность, чел. |
|----------|-------------------------------------|--|-----------------------------|
| Сборка | резчик | 5 | 2 |
| Сварка | сварщик | 6 | 2 |
| Зачистка | сварщик | 6 | 2 |
| Контроль | дефектоскопист | 5 | 2 |
| Итого | | | 8 |

Таблица 16 – Численность вспомогательных рабочих участка

| Наименование специальностей | Тарифный разряд | Численность, чел. |
|-----------------------------|-----------------|-------------------|
| Машинист экскаватора | 5 | 1 |
| Водители | 4 | 3 |
| Машинист трубоукладчика | 5 | 1 |
| Машинист бульдозера | 5 | 1 |
| Итого | | 6 |

Таблица 17 – Расчет ежемесячных затрат на оплату труда

| Должность | Количество | Ставка за час работы руб. | Оклад за период ремонта руб. | Районный коэффициент 30% от оклада, руб. | Северная надбавка 30% от оклада, руб. | Итого на одного работника, руб. | Фонд заработной платы, руб. |
|----------------------|------------|---------------------------|------------------------------|--|---------------------------------------|---------------------------------|-----------------------------|
| Резчик | 2 | 130 | 7020 | 2106 | 2106 | 11232 | 22464 |
| Сварщик | 4 | 195 | 10530 | 3159 | 3159 | 16848 | 33696 |
| Дефектоскопист | 2 | 160 | 8640 | 2592 | 2592 | 13824 | 27648 |
| Машинист экскаватора | 1 | 180 | 9720 | 2916 | 2916 | 15552 | 31104 |
| Водитель | 3 | 130 | 7020 | 2106 | 2106 | 11232 | 22464 |

Окончание таблицы 17

| | | | | | | | |
|-------------------------|----|-----|------|------|------|-------|--------|
| Машинист трубоукладчика | 1 | 180 | 9720 | 2916 | 2916 | 15552 | 31104 |
| Машинист бульдозера | 1 | 180 | 9720 | 2916 | 2916 | 15552 | 31104 |
| Всего | 13 | x | x | x | x | x | 199584 |

Затраты на страховые взносы будут составлять 30 % от общего фонда заработной платы, а затраты на травматизм для данного типа работ составляют 0,4 %.

Таблица 18 – Затраты на страховые взносы и взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

| Показатель | Сумма затрат, руб. |
|--|--------------------|
| Страховые взносы | 59875,2 |
| Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний | 798,336 |
| Итого | 60673,536 |

При удалении малоградусных отводов уменьшается общая протяженность трубопровода, следовательно, нужно приобрести дополнительный участок трубопровода.

Найдем суммарную длину 18 малоградусных отводов, при условии, что длина одного отвода равняется двум диаметрам трубы.

$$L_{\text{доп}} = N \cdot 2 \cdot D_n,$$

(22)

где D_n – наружный диаметр трубопровода, м.

N – количество малоградусных отводов, шт.

$$L_{\text{доп}} = 18 \cdot 2 \cdot 0,72 = 26 \text{ м.}$$

Цена участка трубопровода из стали 09Г2С, диаметром 720 мм и толщиной стенки 8 – 14 мм составляет C_y – 43500 руб. за тонну (источник цен <http://steel-snab.ru/>), если масса одного погонного метра такой трубы составляет m_1 – 243,754 кг., то масса нашего участка составит:

$$m_{\text{доп}} = m_1 \cdot L_{\text{доп}},$$

(23)

где m_1 – масса одного погонного метра трубопровода, кг;

$L_{\text{доп}}$ – длина дополнительного участка трубопровода, м.

$$m_{\text{доп}} = 243,754 \cdot 26 = 6337,604 \text{ кг}$$

Соответственно, для компенсации длины недостающих отводов нам понадобятся трубы общим весом в 7 тонн и стоимостью

$$C_{\text{доп}} = m_{\text{доп}} \cdot C_y,$$

(24)

где $m_{\text{доп}}$ – масса дополнительного участка трубопровода, кг;

C_y – цена участка трубопровода за одну тонну, руб.

$$C_{\text{доп}} = 7 \cdot 43500 = 304500 \text{ руб.}$$

Таблица 19 – Смета затрат на прокладку трубопровода без использования малоградусных отводов

| Показатели | Стоимость, руб. |
|--------------------------------------|-----------------|
| 1. Техника | 329400 |
| 2. Вспомогательное оборудование | 541000 |
| 3. Затраты на материалы | 20772 |
| 4. Заработная плата | 199584 |
| 5. Страховые взносы и травматизм | 60674 |
| Стоимость недостающего участка трубы | 304500 |
| Итого: | 1455930 |

Затраты на сварочно-монтажные работы по соединению участка нефтепровода без применения малоградусных отводов составили 1455930 рублей.

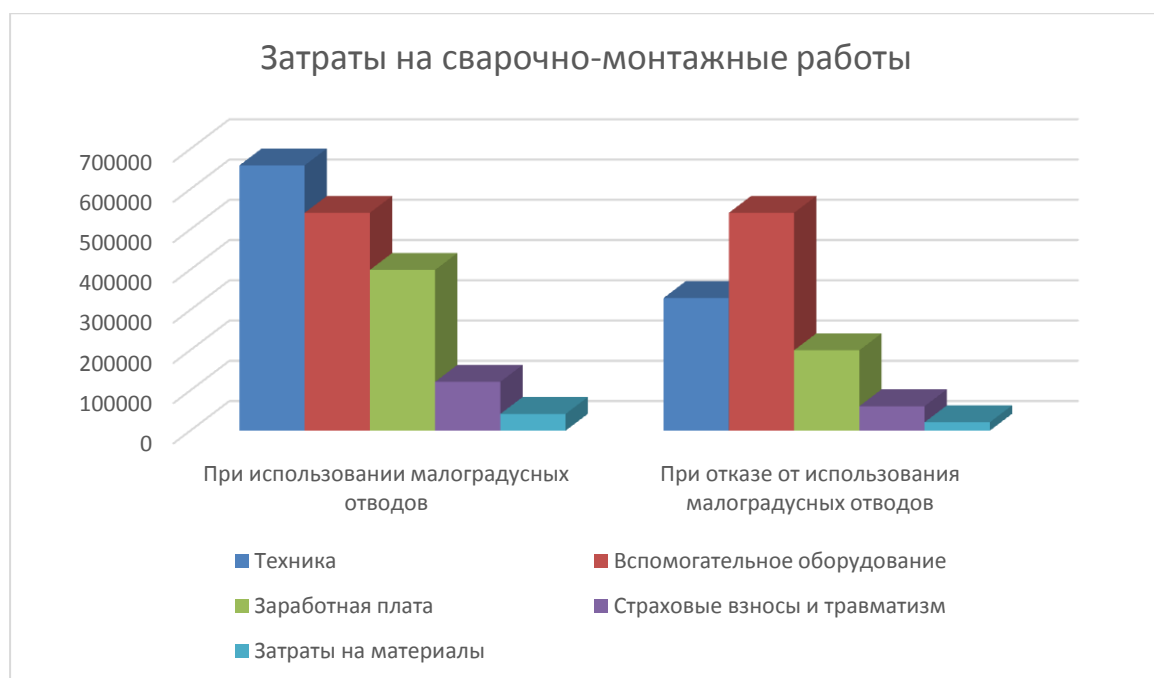


Рисунок 7 – Диаграмма затрат на сварочно-монтажные работы

Из представленной выше диаграммы можно сделать следующий вывод: при использовании малоградусных отводов в конструкции трубопровода время производства сварочно-монтажных работ с 54 часов, до 108 часов за счет того, что количество сварных швов увеличивается в два раза. Соответственно, при увеличении временных затрат, затраты на аренду техники и оплату труда рабочих растут прямо пропорционально времени производства работ.

При способе прокладки трубопровода без использования малоградусных отводов снижаются затраты на аренду техники, покупку материалов, оплату труда рабочих, страховые взносы и из-за отсутствия необходимости в покупке малоградусных отводов, которые являются дорогостоящими штучными изделиями выявляется положительный экономический эффект в размере 6936495 рублей [24].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы было выявлено, что применение малоградусных отводов, по моему мнению, нерационально, как с экономической точки зрения, так и с точки зрения надежности трубопровода. После выполнения необходимых расчетов можно сделать вывод, что малоградусный отвод является «слабым звеном» конструкции трубопровода, а именно, отвод не может передавать линейные расширения по телу трубы и пытается компенсировать его расширения самостоятельно, тем самым создавая нагрузки в околошовной зоне и сварном шве отвода и трубопровода. На этом отрезке трубы между отводами создается изгибающий момент и образуется знакопеременная нагрузка на опоры.

Использование малоградусных отводов ведет к увеличению риска аварийных отказов трубопровода, сроки ремонта увеличиваются за счет времени изготовления отвода данных параметров и транспортировки его на месторасположение.

Решением данной проблемы является отказ от использования малоградусных отводов и прокладка трубопровода за счет упругого изгиба трубопровода. При упругом изгибе линейные расширения будут полностью передаваться на компенсатор, пропадет изгибающий момент и как следствие знакопеременные нагрузки на опоры.

При упругом изгибе снижаются затраты на прокладку трубопровода из-за того, что отсутствует необходимость в покупке малоградусных отводов, которые являются дорогостоящими штучными изделиями.

В итоге снижается металлоемкость и стоимость проекта и повышается надежность трубопровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01 – 99*. – Введ. 01.01.2013. – Москва, 2013.

2 СП 20.13330.2011 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*. – Введ. 20.05.2011. – Москва, 2011.

3 Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учебное пособие для ВУЗов / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа: Дизайн-Полиграфсервис, 2002. – 658 с.

4 СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06 – 85*. – Введ. 01.07.2013. – Москва: Госстрой, ФАУ ФЦС, 2013.

5 Коршак, А.А. Технологический расчет магистрального нефтепровода: учеб. /А.А. Коршак. – М.: изд-во АСВ, 2005. – 98 с.

6 ВСН 012 – 88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. – М.: 1988. – 18 с.

7 ГОСТ Р 51164 – 98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – Введ. 01.07.1999. – Москва, 1999.

8 ГОСТ Р 51858 – 2002. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 01.07.2002. – Москва, 2002

9 РД 558-97 Руководящий документ по технологии сварки труб при проведении ремонтно-восстановительных работ на газопроводах. – Введ. 01.01.1997. – Москва : ВНИИГАЗ, 1997. – 56 с.

10 ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Сварные соединения. Радиографический метод. – Введ. 01.01.84. – Москва : Издательство стандартов, 1982. – 28 с.

11 РД-13.100.00-КТН-196-06 Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов. – Введ. 08.06.2006. – Москва : ВНИИСТ, 2006. – 176 с.

12 ГОСТ 12.0.003-74* ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 01.01.1976. – Москва : Стандартинформ, 1976. – 93 с.

13 РД 153-39.4-113 – 01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. – Введ. 01.07.2002. – Москва, 2002.

14 ГОСТ Р 55435 – 2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения. – Введ. 01.11.2013. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 48 с.

15 СНиП 23-05 – 95 Естественное и искусственное освещение. – Введ. 01.01.1996. – Москва, 2003.

16 ТОИ Р-112-30 – 96 Типовая инструкция по охране труда для линейного трубопроводчика. – Введ. 14.06.1996.

17 Гост 12.1.005 – 88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01.01.1989. – Москва, 1988.

18 ВСН 64 – 86 Методические указания по установке сигнализаторов и газоанализаторов контроля дозврывоопасных и предельно допустимых концентраций химических веществ в воздухе производственных помещений. – Введ. 01.07.1986. – Москва: Минхимпром, 1986.

19 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Утвержден и введен в действие Приказом МЧС России от 25 марта 2009 г. № 182. – М.: 2009г. – 17 с.

20 ВППБ 01-05 – 99 правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов открытого акционерного общества «акционерная компания по транспорту нефти «транснефть», – Введ. 01.08.1999. – Москва, 1999.

21 ПБ 08-624 – 03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. (утв. постановлением Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г.).25с.

22 РД 153-39.4-114 – 01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах. – Введ. 20.02.2002. – Москва, 2001.

23 Руководство по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов». с Утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 07.11.2014 г. № 500.

24 Мамаева, Л.Н. Экономическая теория: учебное пособие / Л.Н. Мамаева. – Ростов н/Д: «Феникс», 2002. – 704 с.

25 Регламент оформления нарядов-допусков на огневые, газоопасные и другие работы повышенной опасности на пожаровзрывоопасных и пожароопасных объектах магистральных нефтепроводов ДАО ОАО «АК «Транснефть». – Введ. 12.09.2000. – Москва : ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. – 46 с.